УДК 550.42:577.4(571.1)

РЕСУРСЫ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД КОЛПАШЕВСКОЙ ПЛОЩАДИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

М.В. Мищенко

Томский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, г. Томск
E-mail: mishenkomaria@mail.ru

Показана возможность использования термальных подземных вод Колпашевского района Томской области для народного хозяйства. Проведена оценка запасов апт-альб-сеноманского, готерив-барремского и валанжинского водоносных комплексов. Выполнен анализ возможного солеотложения в стволе скважины. Рассчитаны тепловые ресурсы подземных вод.

Введение

В условиях дороговизны углеводородного топлива особое значение приобретает проблема использования альтернативных источников энергии, таких как, энергия Солнца, ветра, тепло Земли, биомасса, малые реки, приливы и отливы морей и океанов. Одним из наиболее перспективных источников являются термальные подземные воды.

В пределах Томской области наиболее перспективной для использования термальных подземных вод является Колпашевская площадь [1, 2].

В качестве основного классификационного показателя используется температура подземных вод. Они делятся на холодные (<20 °C), тёплые (20...50 °C), горячие (50...75 °C), очень горячие (75...100 °C) и перегретые (>100 °C) воды. А.Д. Назаров подразделяет термальные воды на высокопотенциальные (>100 °C), среднепотенциальные (70...100 °C) и низкопотенциальные (<70 °C). По типу использования: выработка электроэнергии 80...100 °C, теплоснабжение 65 °C, горячее водоснабжение 50 °C [3].

Расположение и уникальность залегающих по разрезу вод сыграло большую роль в выборе территории исследования. Колпашевская площадь находится в центральной части Томской области на перекрестке транспортных систем (автодороги, крупные речные артерии и воздушные пути). В пределах Колпашевской территории сконцентрированы большие запасы подземных вод с температурой, позволяющей отнести их к категории среднепотенциальных (60...100 °C) вод [4].

Для добычи термальных вод целесообразно в экономическом отношении использовать специальные скважины (термоскважины). Стенки такой скважины изолированы теплоизоляционным материалом, позволяющим увеличить коэффициент полезного использования тепла термальных вод с 0,5...0,55 до 0,75, а температуру извлекаемых вод – на 8...10 °C. Такие скважины более технологичны в обслуживании.

Исходя из температурных условий, наиболее перспективным является использование данных термальных подземных вод в народном хозяйстве для тепло- и горячего водоснабжения. Возможно их использование и в качестве энергоносителя, т. к. в последнее время появились технологические возможности использования среднепотенциальных вод для выработки электроэнергии с применением низкокипящих веществ. В связи с этим возникает вопрос оценки ресурсов данных вод, т. к. на территории Колпашевской площади детальной оценки для всех водоносных комплексов не проводилось. Оценка запасов проводилась только для апт-альб-сеноманского водоносного комплекса, в качестве использования их для поддержания пластового давления в нефтяных пластах (С.С. Бондаренко, Г.В. Куликов и др.).

В настоящее время создана программа (HydroGeo) позволяющая производить гидродинамические и гидрогеохимические расчеты, а так же моделирование. С помощью данной программы были проведены основные расчеты.

Гидрогеологические условия Колпашевской площади

В верхней части разреза залегают холодные воды *олигоцен-четвертичного* и *эоцен-верхнемелового водоносных комплексов* (*в. к.*), рис. 1. Олигоцен-четвертичный в. к. является основным источником питьевых вод, а эоцен-верхнемеловой в. к. главными источниками столовых и лечебно-столовых вод. Мощность их соответственно составляет 100 и 500 м.

Далее, вниз по разрезу, залегают теплые воды *апт-альб-сеноманского водоносного комплекса*. Воды преимущественно солоноватые, хлоридные натриевые с пластовой температурой от 28 до 35 °C. Комплекс представлен разнозернистыми слабосцементированными песчаниками, алевролитами и глинами, мощностью 600...1000 м. Дебит скважин при самоизливе достигает 300...600 м^3/сут., а при насосной добыче воды увеличивается до 1000...4000 м^3/сут. [5], что позволяет, в частности, использовать их в качестве основного источника поддержания пластового давления в нефтяных пластах месторождений Томской области.

Ниже залегают горячие воды *готерив-барремского водоносного комплекса*. Комплекс представлен неравномерно слоистыми песчано-глинисто-алевролитовыми отложениями мощностью 450...750 м. С преимущественно солоноватыми и умеренно солеными, хлоридными кальциево-натриевыми водами, с пластовой температурой 75...85 °C, на устье при самоизливе 45...50 °C, с пониженной (по сравнению с апт-альб-сеноманским водоносным комплексом) водообильностью. Дебиты скважин не превышают 10...115 м^3/сут. при понижении уровня до 350...875 м.

Вышележащий комплекс сменяется очень горячими водами *валанжинского водоносного комплекса*. Комплекс представлен песчано-алевролитовыми отложениями высокой водообильности, мощностью 45...200 м. Воды повсеместно соленые и крепко соленые, хлоридные натриевые и кальциево-натриевые, с пластовой температурой 60...90 °C и на устье фонтанирующих скважин 50...66 °C. Дебит самоизливающихся скважин превышает 70...500 м^3/сут.

Воды валанжинского в. к. сменяются очень горячими и перегретыми водами *валанжин-верхнеюрского, нижне-верхнеюрского и палеозойского в. к.* соответственно.

Валанжин-верхнеюрский в. к. представлен глинистой толщей и является водоупором. Мощность комплекса составляет 300...400 м.

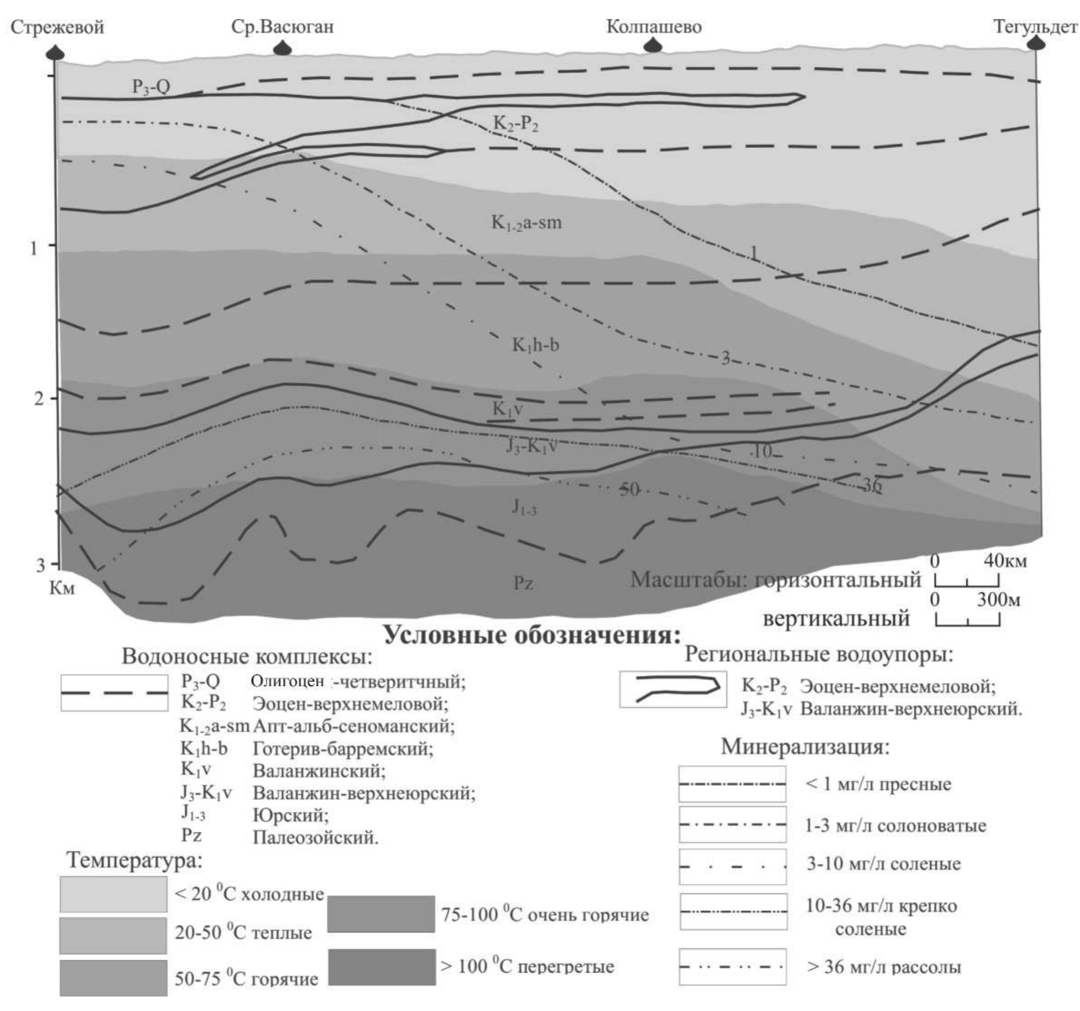


Рис. 1. *Гидрогеологический разрез по линии Стрежевой – Ср. Васюган – Колпашево – Тегульдет [4]*

Нижне-верхнеюрский в. к. представлен неравномерно слоистыми песчано-глинистыми отложениями, с мощностью от 0 до 600...800 м. Он является основным резервуаром нефти и газа. Преимущественно соленые и крепкосоленые, хлоридные натриевые метановые воды с пластовой температурой 75...100 °С.

Перегретые воды *палеозойского в. к.* с температурой выше 100 °С, преимущественно рассольные, хлоридные натриевые метановые воды. Комплекс развит в зоне тектонических нарушений и к эрозионно-тектоническим останцам гранитоидных и карбонатных породных массивов.

Точечные замеры температур при испытании характеризуют разрез от четвертичных до нижнемеловых отложений включительно. По характеру распределения температур в разрезе по величине геотермического градиента можно выделить несколько характерных участков, рис. 2.

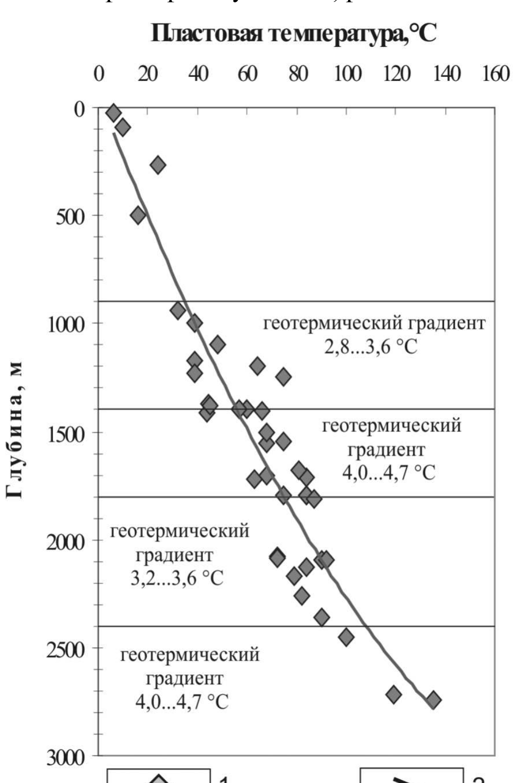


Рис. 2. *Геотермическая характеристика Колпашевской площади: 1) точечные замеры температуры; 2) усредненные значения по площади*

В самой верхней части разреза до глубины 900 м на геотермические условия оказывают существенное влияние инфильтрационные воды. Уменьшение геотермического градиента на глубине 1800...2400 м возможно связано с литологической составляющей, но есть вероятность неточности замера температур, связанная с недостаточным периодом восстановления естественной температуры в стволе скважины.

Исходя из геотемпературных условий, водообильности и глубины залегания, наиболее доступные потенциальные ресурсы теплотехнических и бальнеологических подземных термальных вод в районе исследования сосредоточены в отложениях апт-альб-сеноманского водоносного комплекса, а для теплоэнергетических целей наиболее перспективно использование подземных термальных вод, сосредоточенных в готерив-барремском и валанжинском водоносных комплексах.

Оценка ресурсов

Оценка эксплуатационных ресурсов термальных вод проведена с использованием специальных программных средств [6]. В расчетах фильтрационно-емкостных параметров используются методы Тейса-Джейкоба и Хорнера-Сейза (с автоматическим выделением на графиках областей квазистационарной фильтрации и влияния емкости ствола скважин) и специальная аналитическая методика, базирующаяся на численном интегрировании кривых притока и восстановления давления на основе принципа суперпозиций (наложения течений).

Принималось, что данные водоносные комплексы являются неограниченными пластами с непроницаемой подошвой и кровлей, т. к. они имеют повсеместное распространение на всей территории исследования и выдержаны по мощности, а также хорошо изолированы друг от друга пластами переслаивающихся аргиллитов и алевролитов, а также глин. Для расчетов запасов применялось уравнение Тейса-Джейкоба для неограниченного пласта в пространстве. В дальнейшем расчетное понижение S_p сравнивалось с допустимым $S_{доп}$, и при $S_p>S_{доп}$ запасы считались обеспеченными. Затем выполнялся дополнительный расчет максимально возможного дебита при заданном допустимом понижении.

Расчеты проводили для трех водоносных комплекса раздельно, предполагая, что их ресурсы могут быть использованы независимо.

Таблица 1. *Результаты расчета эксплуатационных запасов подземных термальных вод*

Водоносный комплекс	Коэффициент водопроводимости, м²/сут.		Расчетные величины		Максимально возможный дебит при допустимом понижении, м³/сут.
			Коэффициент пьезопроводности, 10³ м²/сут.	Понижение уровня S_p, м	
Апт-альб-сеноманский	min	125	125	83,909	6555
	max	300	300	36,123	15230
Готерив-барремский	min	100	100	104	5289
	max	200	200	53,378	10300
Валанжинский	min	120	120	87,269	6302
	max	470	470	23,437	23470

Все расчеты (табл. 1) проводились для одиночного водозабора со временем работы 10000 сут., дебитом 5000 м³/сут., при радиусе фильтровой части скважины 0,1 м и упругой водоотдаче 0,001, для допустимого снижения 110 м.

Из таблицы видно, что все водоносные комплексы обладают обеспеченными запасами тер-

мальных подземных вод, т. к. расчетные понижения вод ниже, чем допустимое ($S_p > S_{доп}$).

С учетом таблицы проведена оценка тепловых ресурсов, заключенных в подземных водах, по формуле [7]:

$$G = 10^{-3} QT\eta_{геот} C,$$

где G – тепловые ресурсы, ГДж/сут.; Q – дебит скважины, м^3/сут.; T – температура извлекаемой из скважины воды, °С; C – удельная теплоемкость (для воды принимается 4,184 кДж/кг·град); $\eta_{геот}$ – коэффициент полезного использования тепла термальных вод, 0,5...0,55.

Для *апт-альб-сеноманского водоносного ком*плекса тепловые ресурсы при температуре 24 °С и $\eta_{геот}$=0,5 будут равны 251,04 ГДж/сут. Для такой скважины тепловые ресурсы увеличатся до 533,46 ГДж/сут (при температуре 34 °С и $\eta_{геот}$=0,75).

Для *готерив-барремского водоносного комплекса* тепловые ресурсы при использовании обычной скважины (при температуре 55 °С и $\eta_{геот}$=0,5) составят 575,3 ГДж/сут. С использованием термоскважин (при температуре 65 °С и $\eta_{геот}$=0,75) тепловые ресурсы повысятся до 1019,85 ГДж/сут.

Для *валанжинского водоносного комплекса* тепловые ресурсы при температуре 66 °С и $\eta_{геот}$=0,5 будут равны 690,36 ГДж/сут. С использованием термоскважин (при температуре 76 °С и $\eta_{геот}$=0,75) тепловые ресурсы достигнут 1192,44 ГДж/сут.

Как видно из расчетов, водоносные комплексы обладают ресурсами в количестве, достаточном для их практического использования.

Прогноз вторичного минералообразования

Использование термальных подземных вод приводит к нарушению пластовых условий, поэтому, прогноз состава и интенсивности отложения солей является актуальным и имеет высокое практическое значение. В связи с этим в работе проведено гидрогеохимическое моделирование системы.

Расчет солеотложения в стволе скважины проведен с использованием программного обеспечения [6]. Гидрогеохимическое моделирование основано на принципе равновесного физико-химического моделирования «по константам стехиометрических уравнений реакций», предложенном в конце 60-х годов прошлого века В.Н. Озябкиным в России и Г.К. Хелгесоном в США, но, в отличие от большинства подобных разработок, учитывает неидеальность раствора по методике К.С. Питцера. Используемая методика позволяет учитывать плотность, общую минерализацию воды, газонасыщенность, состав водорастворенных газов, термобарические условия и другие показатели.

В процессе моделирования исходные данные (анализ вод) пересчитывались в соответствии с пластовыми условиями, и раствор приводился в равновесие с газом (инвазия в воду CO_2 из гипотетической свободной газовой фазы, содержащей 0,2 % CO_2) и породой (путем приведения энергии Гиббса минералов к состоянию равновесия с раствором, для чего в программном комплексе предусмотрена специальная процедура). Затем проводилась численная имитация подъема вод по стволу скважины, вплоть до условий открытой поверхности (в условиях «пустой» породы и системы, закрытой относительно CO_2, не требует поддержания P_{CO_2}=const). Такое моделирование соответствует гипотезе об *исходном равновесии системы вода – карбонатные породы в пластовых условиях.*

Моделирование солеотложения проводилось для трех водоносных комплексов, которые описывались выше. Исходный расчетный состав подземных вод приведен в табл. 2.

Таблица 2. *Исходный состав подземных вод при температуре 22 °С, давлении 0,1 МПа; концентрации компонентов в мг/л*

Показатели	Водоносный комплекс		
	Апт-альб-сеноманский	Готерив-барремский	Валанжинский
H^+	4,64483E-6	4,90527E-6	1,60708E-5
Na^+	749,86	1610,04	1967,15
K^+	1,18	15,9	17
Ca^{2+}	18,8	163,9	249,6
Mg^{2+}	1,5	24,31	1,8
OH^-	0,0399508	0,0433115	0,0141174
Cl^-	786,5	2624,5	3312,2
HCO_3^-	337,992	350,576	277,115
SO_4^{2-}	277,5	26,1	26,3
SiO_2	0	2,14821	0
CO_3^{2-}	6,15073	8,8252	2,67124
CO_2	0,255204	0,25269	0,626575
pH	8,4	8,4	7,9
Минерализация, г/л	2,180	4,831	5,854
Плотность, кг/м^3	1001,0	1003,0	1004,0

В качестве основных потенциальных минералов, способных выпадать в стволе скважины, являются: SiO_2 – халцедон, кварц, $CaCO_3$ – кальцит, арагонит, $CaMg(CO_3)_2$ – доломит, $CaSO_4(H_2O)_2$ – гипс. В ходе моделирования выяснилось, что возможно выпадение преимущественно кальцита и доломита, рис. 3. Выпадение данных минералов обуславливается изменением давления, следствием чего является частичная дегазация, которая ведет к повышению pH вод и неравновесию вод относительно кальцита и доломита, с последующим их отложением. Они не приводят к смене химического типа вод, тогда как показатель pH и содержание компонентов, участвующих в выпадении соответствующих минералов, могут изменяться.

Основные результаты моделирования приведены на рис. 3.

По результатам моделирования видно, что осаждение солей в стволе скважины происходит неравномерно, причем у всех комплексов наблюдается выпадение кальцита, и только в готерив-барремском еще и доломита. Можно выделить два пика:

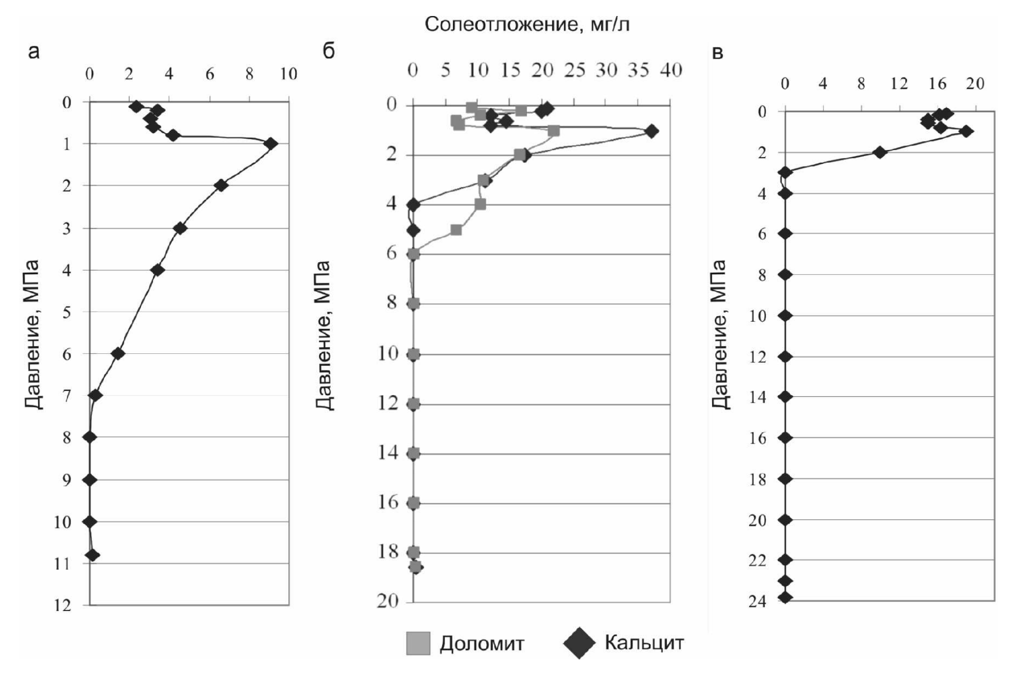


Рис. 3. *Профили прогнозного солеотложения в стволе скважины при подъеме воды из водоносных комплексов: а) апт-альб-сеноманского, б) готерив-барремского, в) валанжинского*

первый связан с интенсивной дегазацией подземных вод (максимальное осаждение солей для всех комплексов приходится на отметку уровня в 100 м); возникновение второго пика неизвестно, причем в апт-альб-сеноманском в. к. он едва заметен. Характер осаждения доломита и кальцита в готерив-барремском в. к. идентичен.

Проведенное моделирование показало, что основными причинами солеотложения в добывающих скважинах являются состав вод и их дегазация.

Выводы

Показано, что запасы апт-альб-сеноманского, готерив-барремского и валанжинского водоносных комплексов Колпашевского района Томской области являются обеспеченными.

Апт-альб-сеноманский в. к. обладает большими ресурсами термальных, лечебно-питьевых, лечебно-минеральных вод. Колпашевский район богат ресурсами термальных подземных вод; наибольший интерес вызывает валанжинский в. к., эксплуатируемый в настоящее время в санатории Чажемто.

По результатам расчетов перспективным для добычи подземных термальных вод и выработки электроэнергии является валанжинский в. к. Апт-альб-сеноманский и готерив-барремский в. к. могут использоваться в качестве резервных, с возможным дальнейшим привлечением подземных термальных вод этих водоносных комплексов в оборот в геотермальных теплоэлектростанциях.

Все три водоносных комплекса по результатам моделирования солеотложения пригодны для использования в качестве источника термальной воды. В то же время в процессе эксплуатации не исключена возможность выпадения в стволе добывающих скважин кальцита и доломита, в связи с чем для профилактической обработки стволов скважин, а также установленного в них оборудования необходимы мероприятия для удаления техногенного солеобразования, в частности, обработка растворами кислот, механическая чистка и другие методы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мищенко М.В. Гидрогеотермальные условия района пос. Чажемто // Проблемы геологии и освоения недр: Труды VI Междунар. симп. им. акад. М.А. Усова. – Томск, 2002. – С. 154–155.
2. Кадастр возможностей / А.М. Данченко, Г.О. Заде, А.А. Земцов и др. – Томск: Изд-во НТЛ, 2002. – 280 с.
3. Временное положение о порядке проведения геолого-разведочных работ по этапам и стадиям (подземные воды). – М.: ГИДЭК, 1998. – 12 с.
4. Назаров А.Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – М.: Идея-Пресс, 2004. – 288 с.
5. Бондаренко С.С., Вартанян Г.С., Кулаков Г.В. и др. Методы изучения и оценки ресурсов глубоких подземных вод. – М.: Недра, 1986. – 478 с.
6. Букаты М.Б. Разработка программного обеспечения для решения гидрогеологических задач // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305. – № 6. – С. 348–365.
7. Ресурсы термальных вод СССР / Под ред. С.С. Бондаренко. – М.: Наука, 1975. – 240 с.

Поступила 30.10.2006 г.